

2 Revisão Bibliográfica

O presente capítulo é dedicado à revisão dos principais trabalhos referentes ao aumento de pressão no anular confinado.

De forma a organizar melhor o texto, o capítulo foi subdividido em cinco partes, referentes às condições que afetam esse fenômeno: na primeira parte é apresentado ao aumento de temperatura; a segunda parte trata do anular confinado e flexibilidade da fronteira; a terceira parte trata das propriedades do fluido; a quarta parte trata da variação de volume dos revestimentos; e a quinta parte é dedicada às formas de mitigação.

2.1 Aumento de Temperatura

A temperatura dos hidrocarbonetos que escoam ao longo da coluna de produção, desde o reservatório até a cabeça do poço, tende a ser maior que a temperatura da formação, fazendo com que haja troca térmica de dentro da coluna de produção para o exterior, aquecendo todos os elementos do poço até a formação.

Esse aumento de temperatura influencia na variação do volume dos anulares e nas propriedades e comportamento dos fluidos. A variação do volume do fluido, resultado da variação das propriedades e do comportamento dos fluidos, é dominante no aumento de pressão do fluido confinado no anular do poço, sendo a variação do volume dos revestimentos, da ordem de 10% a 20% da variação do volume do fluido no anular (Oudeman e Kerem, 2004).

O aumento de temperatura, além de contribuir para aumento de pressão no anular, contribui para o aumento das cargas axiais nos revestimentos. Efeitos de alongação térmica em revestimentos fixos, combinados com “ballooning reverso”, (aumento do comprimento da tubulação devido ao diferencial de pressão), devido à alta pressão no anular pode gerar compressão suficiente para aliviar todo o peso dos suspensores e gerar força ascendente na cabeça do poço (Halal e Mitchell, 1994).

O aumento de temperatura é considerado por meio da diferença de temperatura de uma condição inicial associada com o período de perfuração do poço, antes do início da produção, e de uma condição final, após o início da produção. A condição final é relacionada com o momento em que se deseja avaliar o aumento de pressão do fluido confinado, normalmente uma condição de produção ou teste de produção do poço. Operações em que altas temperaturas são obtidas na cabeça do poço, em comparação com a temperatura do reservatório, devem ser analisadas, por indicar alta troca térmica entre o fluido produzido e a formação, proporcionando um maior aquecimento dos fluidos nos anulares.

Altas temperaturas de superfícies podem ser encontradas também durante a perfuração do poço, como relatado por Pattillo et al. (2004) na operação de circulação do fluido de perfuração, no poço Pompano A-31, em que foram registradas temperaturas de 180 °F no fundo do poço e 168 °F na entrada do tubo de perfuração na superfície.

A condição inicial de temperatura, para avaliar o aumento de pressão do fluido confinado, a rigor, é relacionada ao momento em que o fluido foi confinado no anular, momento em que o cimento estava na posição desejada e que o conjunto de vedação da cabeça do poço foi instalado. Contudo, pode-se utilizar o gradiente geotérmico do poço como condição inicial, quando os revestimentos e fluidos forem instalados na condição de temperatura estática ou próxima dela.

Poços construídos em águas profundas estão mais suscetíveis a APB, devido à baixa temperatura do fundo do mar, na instalação, em contraste com a elevada temperatura durante a produção. Essa diferença de temperatura pode variar de 125°F a 200 °F (Vargo Jr et al., 2002).

O aumento de temperatura dentro da coluna de produção, e consequentemente, nos anulares do poço, está fortemente relacionada com a vazão de produção. A energia disponível para troca de calor aumenta proporcionalmente ao aumento de vazão, conduzindo ao aumento de temperatura e pressão no anular confinado.

A Figura 2.1 retirada do trabalho de Hasan et al. (2010) mostra que o aumento de pressão no anular confinado está diretamente associado ao aumento da vazão.

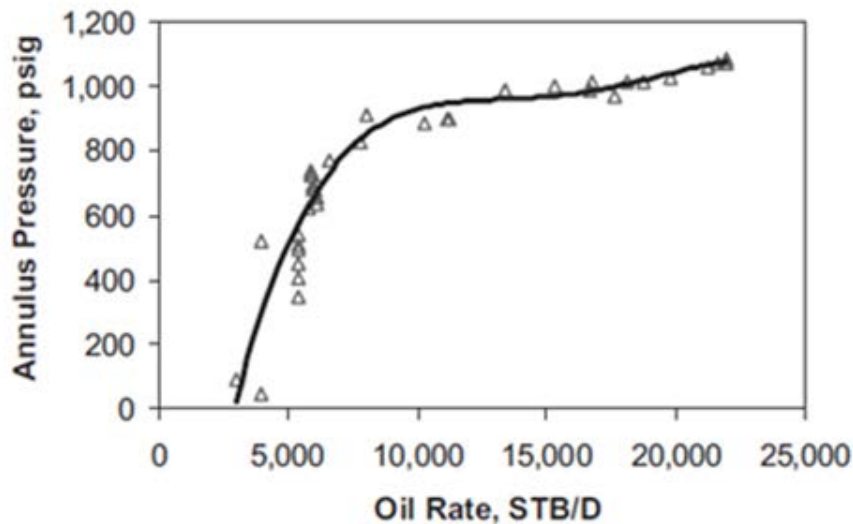


Figura 2.1: Aumento de vazão de óleo causa aumento da pressão no anular confinado. (Hasan et al. ,2010).

O perfil de temperatura, ao longo da coluna de produção e nos anulares do poço, e, o aumento de pressão nos anulares podem ser estimados com auxílio de programas computacionais. Durante a produção, os sensores disponíveis para sua monitoração podem ajudar a calibrar o modelo térmico utilizado na simulação. Normalmente, os sensores disponíveis no poço para monitorar a produção são os sensores de temperatura e pressão posicionados no fundo do poço e na cabeça do poço, instalados dentro da coluna de produção, e o sensor de pressão posicionado na cabeça do poço no espaço anular, entre a coluna de produção e o revestimento de produção. A maioria dos poços não é equipada com sensores de temperatura e pressão nos outros anulares do poço.

2.2 Anular Confinado e Flexibilidade da Fronteira

É comum que um trecho da formação precise ser isolado do resto do poço. Para realizar esse isolamento pode ser necessário projetar o topo do cimento para ficar acima do trecho que precisa ser isolado, algumas vezes acima da sapata do revestimento anterior (sapata fechada), como apresentada na Fig. 2.2 a. Nessa condição o fluido fica confinado entre o topo do cimento, os revestimentos e o elemento de vedação na cabeça do poço. O fluido quando aquecido irá se expandir e gerar o aumento de pressão que será transmitido aos revestimentos.

Em alguns casos, não havendo necessidade de isolamento de um trecho

próximo da sapata do revestimento anterior, o topo do cimento pode ser projetado para não cobrir a sapata do revestimento anterior (sapata aberta). Nessa condição o fluido fica confinado entre o topo do cimento, a formação, os revestimentos e o elemento de vedação na cabeça do poço. O fluido quando aquecido irá se expandir e gerar o aumento de pressão, contudo, nessa condição, a formação pode “absorver” uma parcela desse aumento de pressão, quando esse for maior que o gradiente de fratura da formação.

Diferentemente da condição com sapata fechada, o fator dominante do aumento de pressão no anular na condição com sapata aberta é a variação da quantidade de fluido no anular (Oudemans e Bacarreza, 1994).

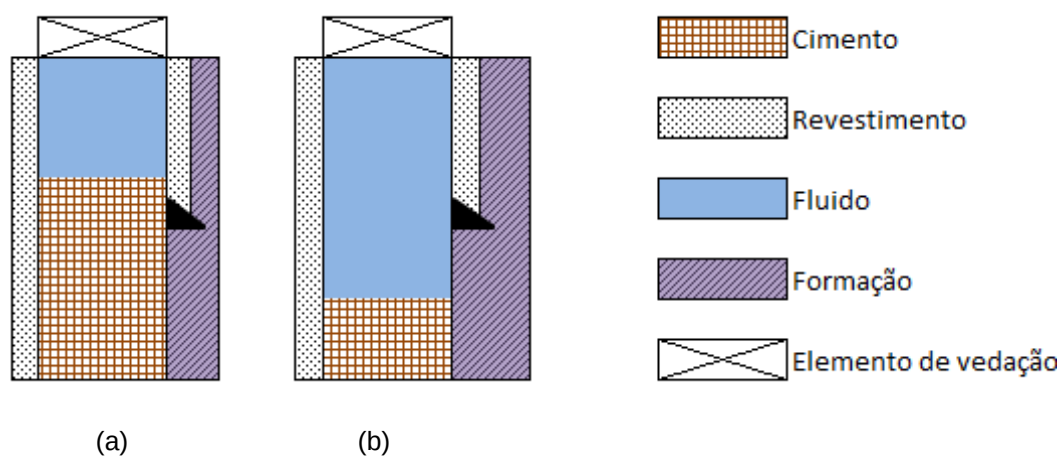


Figura 2.2: Relação do topo do cimento com o anular confinado a) Topo do cimento acima da sapata e b) Topo do cimento abaixo da sapata

Embora a sapata aberta seja comumente utilizada como forma de reduzir consideravelmente o aumento de pressão no anular (Vargo Jr et al., 2002, Moyer et al, 2012 e Ferreira et al., 2012), a precipitação dos sólidos presentes no fluido de perfuração (*plug* de baritina) e a formação de um *plug* de hidrato podem confinar o anular com robustez suficiente para não permitir a “absorção” de fluido pela formação (Bradford et al, 2002).

Moyer et al. (2012) apresentou como parte da estratégia relacionada com APB para o poço Hadrian-5 no Golfo do México, a combinação dos dois pontos levantados acima, evitar que o topo do cimento cobrisse a sapata do revestimento anterior, considerando no mínimo 500 ft de contato entre o fluido e a formação, levando em consideração o topo calculado, caso todos os sólidos presentes no fluido de perfuração estejam acima do topo do cimento.

Devido a incertezas geológicas e questões operacionais encontradas durante a perfuração do poço, pode não ser possível que a sapata fique aberta.

Ferreira et al. (2012) comenta sobre um poço na Bacia de Campos, para o qual durante a perfuração da fase 16", foi verificada a presença de gás na profundidade próxima à sapata de 20", exigindo isolamento dessa área. O isolamento foi realizado cobrindo a sapata do revestimento anterior.

Caso seja necessário que o cimento cubra a sapata do revestimento anterior, não permitindo o alívio do aumento de pressão do fluido para formação, essa pressão irá atuar no revestimento, a menos que possa ser drenada na superfície. A maioria dos poços de terra e alguns poços de plataforma marítimas são equipados com equipamentos de cabeça de poço que permitem acesso a qualquer anular. Assim, quando observado aumento de pressão, essa pode ser drenada, evitando os danos que APB pode causar. A Fig. 2.3 mostra a diminuição da pressão no anular, após a drenagem do fluido.

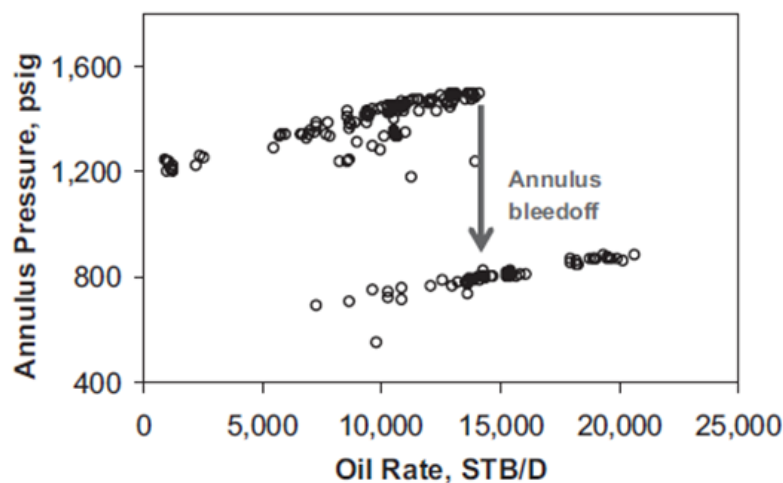


Figura 2.3: Drenagem de fluido do anular causa diminuição do aumento de pressão (Hasan et al., 2010)

Infelizmente, a maioria dos poços marítimos em águas profundas possuem completação molhada, em que o equipamento de cabeça de poço não permite o acesso a todos os anulares do poço (Moe e Erpelding, 2005).

Em completações submarinas, o anular entre a coluna de produção e revestimento de produção (anular A), pode ser o único anular acessível, permitindo a sua drenagem. Consequentemente, a drenagem dos outros anulares pode não ser possível, e, existindo risco de APB, o projeto de poço deve considerar uma forma de mitigação.

A drenagem do anular deve ser minimizada, segundo recomendação do documento 90 da API, para que o nível de fluido, quando o poço estiver frio, não caia para um nível menor do que a pressão hidrostática. O documento sugere ainda o monitoramento da pressão do anular.

Bradford et al. (2004) menciona que cada revestimento deve ser dimensionado para suportar as pressões a que estará submetido, sem considerar *backup*, entendendo que alguns eventos alteram as condições de pressão de *backup* sem que isso seja esperado.

2.3 Propriedades dos Fluidos

Para termos APB, o anular precisa estar confinado com fluido aquecido no seu interior. O acréscimo de pressão irá variar de acordo com a capacidade do fluido, expandir e comprimir devido à variação de temperatura e pressão que estiver submetido.

Os fluidos de perfuração líquidos são composições, cuja base é água ou óleo. Os fluidos à base de água normalmente são constituídos de água, bentonita, controladores de pH e adensantes. Já, os fluidos à base de óleo são constituídos de um produto de petróleo como diesel ou n-parafinas. Independentemente do tipo de fluido, sólidos são adicionados para darem peso a essa mistura.

O comportamento do fluido varia de acordo com o tipo de fluido e sua composição. O comportamento de cada componente do fluido (óleo, água e sólidos) pode ser determinado separadamente. Como a compressibilidade e expansão térmica dos sólidos são consideradas muito pequenas, as mudanças de volume dos sólidos, devido à temperatura e pressão, são considerados desprezíveis, quando comparados à mudança de volume dos componentes líquidos (Sorelle et al., 1982).

O comportamento do fluido à base de óleo é diferente do comportamento do fluido à base de água em relação à pressão e temperatura, assim o tipo de fluido no anular influencia no seu aumento de pressão do fluido no anular.

As propriedades térmicas e mecânicas do fluido no anular podem ser consideradas em relação à variação da densidade do fluido oriunda da conservação de massa, como apresentado por Halal e Mitchell (1994), ou através

da abordagem apresentada por Ellis et al. (2002) em termos da compressibilidade térmica e expansão térmica do fluido.

Sathuvalli et al. (2005) ressalta que essas duas abordagens são matematicamente idênticas, já que o coeficiente de expansão térmica e a compressibilidade (através do módulo de compressibilidade ou *bulk*) podem ser relacionados com a variação de densidade do fluido.

A consideração de que as propriedades do fluido são constantes, normalmente é satisfatória, quando a temperatura inicial e distribuição de pressão do fluido inicial não variam significativamente ao longo do volume do anular, e quando a diferença entre temperatura inicial e final no fluido é pequena (Sathuvalli et al., 2005). Essas condições, usualmente, não são satisfeitas no cenário de águas profundas.

Diversos trabalhos, como os apresentados por Adams e MacEachran (1991), Ellis et al. (2002), Oudeman e Kerem (2004) e Sathuvalli et al. (2005), ressaltam a importância de considerar as variações das propriedades do fluido (expansão térmica e compressibilidade), devido à temperatura e pressão, na modelagem do comportamento do fluido; sendo a relação pressão, volume (densidade) e temperatura do fluido particularmente importante nesse contexto.

Adams e MacEachran (1991) comentam que a utilização da abordagem apresentada por Ellis et al (2002), com as propriedades térmicas adequadas para a temperatura e pressão, prove resultado próximo da solução exata, considerando trechos suficientemente pequenos. Um resultado aproximado pode ser obtido utilizando os valores das propriedades térmicas associados aos valores médios de temperatura e pressão. Isso requer uma solução iterativa porque a variação de pressão não é inicialmente conhecida. Essa abordagem geralmente tem precisão de $\pm 5\%$ na pressão do anular.

Adams e MacEachran (1991) apresentaram o comportamento da expansão térmica e compressibilidade à variação de temperatura e pressão para fluido base de água, figura 2.4, e o comportamento dessas propriedades à variação de pressão e densidade para fluido base óleo, figura 2.5. Na figura 2.5, vemos que tanto a compressibilidade do óleo quanto a sua expansão térmica variam com a densidade, e que para a expansão térmica, a variação com a densidade pode chegar a 50% no fluido base óleo apresentado.

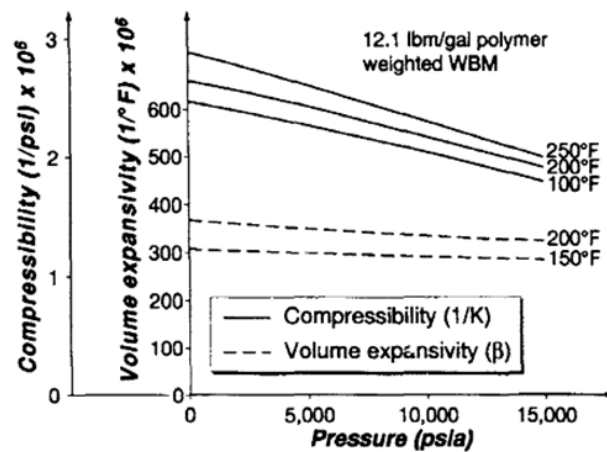
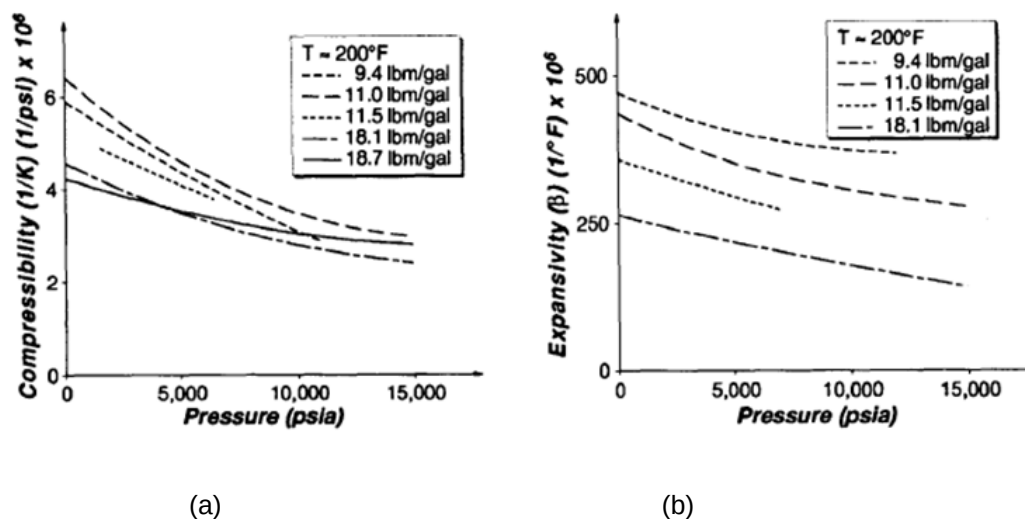


Figura 2.4: Propriedades térmicas do fluido base água (Adams e MacEachran,1991)



(a)

(b)

Figura 2.5: Propriedades térmicas do fluido base óleo (Adams e MacEachran,1991) a) Compressibilidade do óleo e b) Expansão térmica do óleo

Ellis et al (2002) apresentaram a relação PVT da água pura, figura 2.6, sendo possível observar, considerando recipiente rígido e a densidade constante, que o aumento da temperatura causa um aumento considerável de pressão (ponto A para B) e que para o mesmo aumento de temperatura o comportamento do aumento de pressão não é linear (ponto A para B e ponto B para C). Esse comportamento não-linear, pode ser visto especialmente a baixas temperaturas.

Oudeman e Kerem (2004) aponta que estimativas de aumento de pressão no anular confinado, considerando água pura, podem ser consideradas o pior caso e apresentam dados para pressão ambiente da razão do coeficiente isobárico de expansão térmica pelo coeficiente isotérmico de compressibilidade, aumentando

com a temperatura de acordo com distribuição polinomial de segunda ordem, indicando um aceleração do aumento de pressão com o aumento de temperatura.

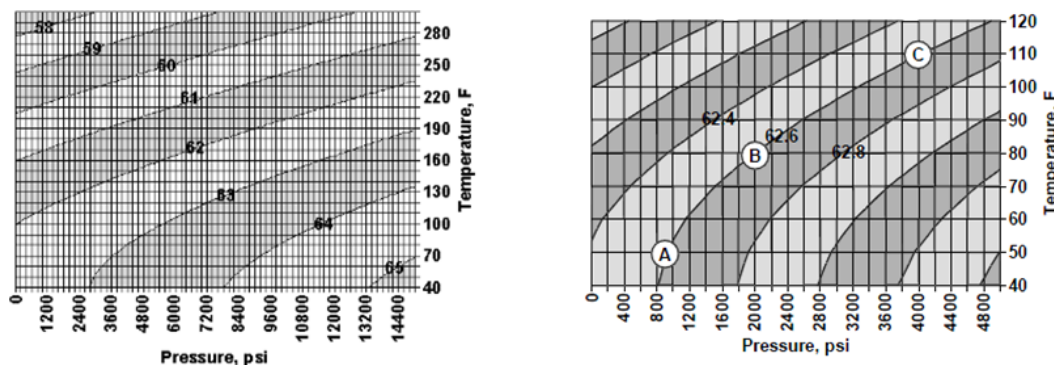


Figura 2.6: Relação Pressão-Densidade e Temperatura da água pura (Ellis et al, 2004). a) PVT da água pura num determinado intervalo, as linhas de contorno representam a densidade da água em lb/ft³ e b) Sub-região da figura 2.6 a.

(a)

(b)

Sathuvalli et al. (2005), exemplifica que, o valor do módulo de bulk no topo do fluido pode variar em relação ao valor de fundo em 10% para fluidos sintéticos.

Na abordagem apresentada por Halal e Mitchell (1994), não há necessidade do conhecimento explícito da compressibilidade e nem do coeficiente de expansão térmica. Essa abordagem é baseada no conhecimento da densidade do fluido em função da temperatura e pressão, que considera esses efeitos implicitamente na sua formulação, permitindo a modelagem direta do comportamento não-linear do fluido. A integração através das profundidades permite à densidade variar de acordo com pressão e temperatura. A densidade inicial é avaliada na condição de pressão e temperatura da instalação e a densidade final é avaliada nas condições de operação, incluindo o aumento de pressão.

2.4 Variação do Volume dos Revestimentos

O aumento de pressão no anular é devido a dois efeitos separados: a expansão volumétrica do fluido e ao equilíbrio mecânico das tensões radiais, axiais e tangenciais ao longo do poço. Estes dois efeitos ocorrem de forma acoplada, pois o revestimento delimita o espaço anular. Adicionalmente, a dilatação de qualquer que seja o elemento do poço, influencia as deformações de todos os outros elementos. Uma vez que o sistema é elástico, a pressão resultante

pode ser obtida pela superposição dos dois efeitos (MacEachran e Adams, 1991).

Como o poço é interdependente no comportamento dos carregamentos, a análise de APB, considerando apenas um anular, é inadequada, devendo considerar múltiplos anulares.

Análise de APB, considerando apenas um revestimento, resulta na maioria dos casos em pressões muitas altas, que levarão a um superdimensionamento do mesmo. Isso ocorre devido à premissa de que o ambiente ao redor do revestimento de interesse se comporta como uma estrutura totalmente rígida. Por outro lado, considerando flexível apenas a parte não cimentada da vizinhança do revestimento, não é possível determinar se o resultado estará superestimado ou subestimado, isso estará em função do topo do cimento (Halal e Mitchell, 1994).

A formação e regiões cimentadas comportam-se como um sistema flexível e sua resposta elástica não pode ser ignorada.

Dois métodos de análise de múltiplos revestimentos foram encontrados na literatura. O apresentado por MacEachran e Adams (1991) considera as forças axiais e a interdependência dos revestimentos através de dois modelos de análise separados: um para hidrostática e aumento de pressão e outro modelo unidimensional de elementos finitos para forças axiais. Os dois modelos são acoplados e técnicas iterativas de solução são necessárias.

Já o método apresentado por Halal e Mitchell (1994) é baseado na composição elástica dos revestimentos e da relação PVT dos fluidos no anular. A composição de rigidez elástica resultante da interação radial dos revestimentos é determinada a partir da relação de tensão e deformação para abordagem aximétrica. O comportamento não linear do fluido é tratado através da integração numérica dos elementos do fluido com um esquema de solução iterativa. Esse tratamento não linear é importante na presença de gás no anular e para poços considerados de alta pressão e alta temperatura, denominados poço HPHT.

2.5 Formas de Mitigação

Uma vez identificado que determinado revestimento poderá ser submetido a uma pressão maior que sua resistência, outro tubo de resistência superior à pressão estimada deve ser escolhido.

Tendo em vista que o processo de seleção do tubo de revestimento apresenta

restrições e que alterações do projeto de poço podem não ser possíveis, pode ser necessária a utilização de alguma técnica de mitigação.

As restrições à seleção dos revestimentos estão relacionadas com restrições no diâmetro do revestimento seguinte, determinada pela espessura, diâmetro de passagem e folga necessária para a descida do próximo revestimento e restrições no diâmetro da última coluna de revestimento, limitado pelo diâmetro do poço desejado ou pelo diâmetro necessário para completação do poço.

As formas de mitigação da APB estão associadas à modificação das propriedades térmicas e mecânicas do fluido, flexibilidade das fronteiras de confinamento e diminuição da temperatura nos anulares.

A Tabela 2.1 apresenta tecnologias encontradas na literatura, disponíveis no mercado para mitigação da APB, relacionando-as com a condição que é modificada para que ocorra a mitigação.

Tabela 2.1: Tecnologias disponíveis para mitigação de APB

Condição	Mitigação	Referência	Artigo
Propriedade do fluido	Fluido/espumaçador espumado	Vargo Jr, 2002	SPE 77473
	Fluido espumado Resina com poros reforçados com vidro ou fibra de carbono	Payne, 2007	IPTC 11463
Flexibilidade da fronteira	Ventilar anular	Payne, 2007	IPTC 11463
	Comunicação entre anulares (Disco de ruptura)	Vargo Jr, 2002	SPE 77473
Controlar carregamento (reduzir troca de calor e diminuir temperatura nos anulares)	Tubo com isolamento (Vaccum Insulated Tubing)	Ellis, 2002	SPE 74529
		Gosch, 2002	SPE 74530
		Pattillo, 2003	SPE 79870
		Azzola, 2004	SPE 90151
		Azzola, 2004	SPE 90232
		Ferreira, 2012	SPE 151044
	Fluido de completação com propriedades isolantes	Ellis I, 2002 Pattillo, 2003	SPE 74529 SPE 79870

O aumento da temperatura do poço, além da possibilidade de acréscimo de pressão no anular, gera diversos desafios na perfuração e produção, como aumento dos esforços que o poço está submetido e diminuição da resistência do aço, pois o limite de escoamento é função da temperatura.